

Trabajo de Fin de Grado

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**Integración de Energías Renovables en Redes de Alta Tensión**

**MEMORIA**

**Autor:** Lidia Garrido Reus  
**Director:** Andreas Sumper  
**Convocatoria:** junio 2019



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona





## Resumen

Este Trabajo consiste en realizar un estudio sobre la penetración de energías renovables en una red de alta tensión, concretamente en la red *IEEE 39-Bus System*, la cual está situada en New England (EEUU). El objetivo principal es determinar el porcentaje máximo de generación renovable que puede soportar dicha red. Para realizar las simulaciones se ha usado el programa PSS/E.

En primer lugar se ha hecho una explicación sobre las energías renovables y su tendencia tanto en España como en Europa. A continuación se comenta en qué consisten las conexiones de renovables a la red eléctrica y las dificultades para integrar energía renovable en dichas redes. Puesto que toda conexión a una red eléctrica debe seguir una normativa, se explican los puntos más destacados del procedimiento PO 12.2. Este procedimiento es uno de los varios códigos de conexión existentes, el cual informa sobre los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones de generación y de demanda. Posteriormente se define la red eléctrica IEE 39-BUS System, en la cual se han realizado las simulaciones, así como el modelo de generador renovable que se ha usado. Finalmente se ha desarrollado la realización de las simulaciones, empezando por realizar simulaciones sin generadores renovables para observar el comportamiento de la red. Después de estas primeras simulaciones, las cuales han mostrado un resultado positivo, se han ido sustituyendo generadores convencionales por otros de renovables. La sustitución se ha hecho de manera progresiva, empezando por una penetración de renovable del 20% hasta alcanzar el 70%, por lo que se concluye que la red IEE 39-BUS System puede llegar a soportar hasta un 70% de generación renovable.

# Sumario

<b>SUMARIO</b>	<b>4</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>
1.1. Objetivos del proyecto .....	5
<b>2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES</b>	<b>6</b>
2.1. Tendencias en Europa .....	6
2.2. Tendencias en España.....	7
<b>3. CONEXIONES DE RENOVABLES A LA RED ELÉCTRICA</b>	<b>9</b>
<b>4. CÓDIGOS DE CONEXIÓN</b>	<b>10</b>
<b>5. MODELACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA IEEE 39-BUS SYSTEM</b>	<b>21</b>
5.1. Características generales de la red.....	21
5.2. Datos básicos y características de la red.....	21
<b>6. CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES DE ENERGÍA RENOVABLES</b>	<b>24</b>
<b>7. ELECCIÓN DEL PROGRAMA PSS/E. SIMULACIÓN DINÁMICA Y ESTÁTICA</b>	<b>26</b>
<b>8. RESULTADO DE LAS SIMULACIONES</b>	<b>27</b>
<b>PRESUPUESTO</b>	<b>36</b>
<b>IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>37</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b><u>3938</u></b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b><u>4140</u></b>
Referencias bibliográficas .....	<u>4140</u>

# 1. Introducción

## 1.1. Objetivos del proyecto

Este proyecto consiste en realizar varias simulaciones integrando diferentes porcentajes de energía renovable en la red *IEEE 39-Bus System*. Se pretende observar cómo responde la red ante distintos escenarios y determinar el límite máximo de penetración renovable que soporta dicha red. Para ello se han definido distintos escenarios empezando por aquellos que contengan únicamente generadores convencionales. A continuación se han ido sustituyendo progresivamente generadores convencionales por otros de renovables.

## 2. Las Energías Renovables

La Energía Renovable es aquella energía que se obtiene de fuentes naturales, las cuales son abundantes por la inmensa cantidad de energía que contienen, o por su capacidad de regenerarse de manera natural.

Son recursos limpios que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones dañinas para el medio ambiente. Una de sus principales desventajas, es que la producción de algunas energías renovables es intermitente ya que depende de las condiciones climatológicas, como ocurre, por ejemplo, con la energía eólica.

Se consideran energías renovables la eólica, geotérmica, hidráulica, marina, solar, la biomasa y los biocarburantes.

### 2.1. Tendencias en Europa

Actualmente se prevé un importante crecimiento por lo que respecta a la energía renovable en la Unión Europea durante las próximas dos décadas.

La UE fomenta la evolución de Europa hacia una sociedad con bajas emisiones de carbono y facilita las inversiones públicas y privadas que requiere la transición hacia las energías limpias. Este proceso beneficia tanto al planeta como a la economía.

Casi la mitad de los estados miembros de la Unión Europea han alcanzado el objetivo de energía renovable 2020, o están a punto de alcanzarlo.

Pero a pesar de ello, ha habido una leve ralentización en el índice de uso de energía renovable en EU, y a algunos estados miembros todavía están lejos de alcanzar los objetivos.

Los países que encabezan la lista son: Bulgaria, Croacia, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Italia, Hungría, Lituania, Rumania and Suecia. A estos les siguen Austria, Grecia y Letonia.

Aunque la cuota general de renovables usadas para alcanzar las necesidades de los estados miembros de la EU se han doblado desde 2005, la tasa de adopción se está ralentizando. Si esta tendencia continua podría provocar que varios estos miembros, y posiblemente la totalidad de la UE, no logran alcanzar el objetivo de 2030, el cual supone una contribución del 32% de renovables de la consumición de energía total.

## 2.2. Tendencias en España

Las energías renovables tienen una distribución desigual en España. En lo referente al sector eléctrico, nuestro país ha sido un referente en integración de renovables en el sistema eléctrico. En el 2017 más del 32% de nuestra electricidad fue renovable. Si nos centramos en la generación eléctrica renovable peninsular, fue del 33,7% con máximos del 42,4% (2014). Sin embargo, el menor uso de renovables en usos térmicos y transporte hace que el porcentaje de renovables en términos energéticos sea muy inferior.

En el conjunto energético de España, las energías renovables disminuyeron su participación en el consumo de energía primaria un 0,2% en 2016, situándose de nuevo en el 13,9% del total y ocupando la tercera posición.

En los últimos años la potencia instalada en energías renovables apenas ha crecido en España. Las energías renovables tienen un papel relevante dentro del panorama energético de España. Según *Red Eléctrica de España*, las renovables en su conjunto han contribuido el pasado año 2018 el 40% de la producción eléctrica en España. Un porcentaje que supone un aumento de un 6,7% respecto los resultados del año 2017.

El parque generador de energía eléctrica en España es cada vez más renovable, incluso a pesar de que la instalación de nuevas centrales de generación renovable ha sido baja durante el último año. En el 2018, la potencia instalada de ciclo combinado se ha reducido en un 1,5% respecto al año anterior, mientras que han entrado en servicio nuevos parques de generación eólica, solar fotovoltaica y de otras renovables, que incrementan su potencia instalada en un 0,5%, 0,4% y 0,6%, respectivamente. Las variaciones en el resto de tecnologías han sido nulas o poco significativas.

2018 ha sido en términos generales un buen año para la producción con energías renovables en nuestro país. Su cuota ha aumentado hasta el 40%, el cuarto mejor año de la historia.

Un año más, la energía nuclear ha sido la gran protagonista en cuanto a la generación de electricidad en nuestro país ocupando el 21,4% del total. La eólica por su parte se ha situado en segunda posición, siendo el responsable del 19,8% de la producción total, siendo la primera entre las renovables.

Por su parte, la hidráulica se ha situado muy cerca, quedándose en el cuarto puesto con un muy buen 13,7% de la generación total.

La solar ha contribuido con un 3% para la fotovoltaica y 1,7% para la termosolar.

Se espera que este 2019 la potencia instalada aumente significativamente, ya que se prevé que se instalen 8.000 nuevos megavatios de potencia eólica y fotovoltaica fruto de las últimas subastas renovables.



### 3. Conexiones de renovables a la red eléctrica

La transición energética requerirá la progresiva sustitución de centrales convencionales por nuevas plantas de generación renovable, fundamentalmente eólica y solar fotovoltaica. Con la previsible incorporación de esta generación en la próxima década, el sistema eléctrico cambiará significativamente y comportará diversos retos técnicos entre los que destacan los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte.

La integración segura de las energías renovables es uno de los grandes desafíos para la operación del sistema eléctrico. Esta integración supone grandes retos debido a la morfología de la curva de demanda peninsular.

La curva de la demanda peninsular varía en función de la época del año, día de la semana, temperatura, etc., aunque su característica más destacable es la diferencia en el consumo en las horas punta y valle. Por ello, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad al ser las encargadas principales de seguir la curva de carga a lo largo del día. Esta exigencia se ha visto incrementada aún más en los últimos años por el contingente de energías renovables que se ha instalado en el sistema y su prioridad de funcionamiento respecto al resto de tecnologías.

La dificultad reside en incorporar al sistema eléctrico estas energías que tienen una gran variabilidad, difícil predictibilidad y menor capacidad de adaptación a la demanda, por su dependencia de las condiciones climáticas.

Es necesario identificar los riesgos y anticipar los comportamientos de estas energías intermitentes y compensar su gran variabilidad, sin comprometer la calidad y seguridad del suministro.

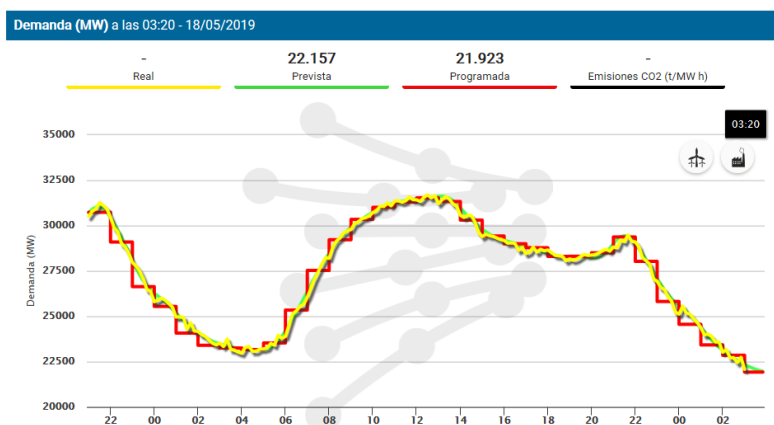


Fig.1. Variación de la demanda de energía eléctrica en la península durante un día

## 4. Códigos de conexión

Los CdR (códigos de red) europeos constituyen un conjunto de reglamentos adoptados por la Unión Europea, para una vez ser publicados resultar de aplicación, en los Estados Miembros de la UE.

Los CdR europeos contribuyen a la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo. Cada CdR es una pieza fundamental hacia la competitividad del mercado interno de la energía, y hacia el logro de los objetivos de la UE en dicha materia.

Los CdR europeos cubren tres áreas principales: Operación del Sistema, Mercados y Conexión a la red.

En este trabajo se desarrollará con más detenimiento el área de conexión a la red. Este establece que dentro de los CdR europeos, se encuentran tres Códigos de Red de Conexión (CRC), que establecen requisitos a las instalaciones de producción de electricidad, instalaciones de consumo y de distribución de energía, y a las instalaciones HVDC que se conectan al sistema eléctrico.

A continuación, se hace una breve descripción de los puntos de interés de uno de estos códigos, el procedimiento PO 12.2.

### **PO 12.2: INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y DE DEMANDA: REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y SEGURIDAD**

El objeto de este procedimiento es establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español, así como de las instalaciones de producción y demanda en aquellos aspectos que les resulten de aplicación por su influencia en sistema eléctrico en su conjunto, tanto desde la óptica peninsular española como del sistema europeo interconectado.

#### **A. Instalación conectada a la red de transporte**

##### ➤ Condiciones de intercambio de la energía

La transferencia de la energía en los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma debe cumplir las condiciones de frecuencia y tensión en régimen permanente preestablecidas. Por otro lado, todas las unidades de generación deberán soportar en régimen permanente una componente de corriente inversa del 5% de la corriente nominal.

Respecto a la calidad del producto, esta hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión. Las características más significativas que pueden afectar a la calidad del producto son las siguientes: parpadeo (“flicker”), armónicos y desequilibrios de tensión.

Los límites de emisión de perturbaciones en cada nudo de la red de transporte son los siguientes:

- Parpadeo (Flicker):
  - o  $Pst \leq 0,8$
  - o  $Plt \leq 0,6$
- Armónicos:

Armónicos impares				Armónicos pares	
no múltiplo de 3		múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	1,8	3	1,8	2	1
7	1,8	9	0,9	4	0,7
11	1,3	15	0,3	6	0,3
13	1,3	21	0,2	8	0,3
$17 \leq n \leq 49$	$1,1 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,17 \cdot \frac{10}{n} + 0,14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%					

Tabla 1. Límites de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte.

- Desequilibrios de tensión:
  - o  $\mu \leq 0.7\%$  (límite de corta duración)
  - o  $\mu \leq 1\%$  (límite de muy corta duración)

#### ➤ Instalación de enlace para conexión a la red de transporte

Se define instalación de enlace como el conjunto de elementos que, independientemente del régimen de actividad del que forman parte, posibilitan la conexión entre instalaciones no transporte y la red de transporte, y deben ser considerados de forma conjunta y coordinada respecto del diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio.

La instalación de enlace está constituida por instalaciones de transporte y de no transporte, de una única tensión cuando la conexión se efectúa a través de una línea y de dos tensiones cuando se efectúa a través de un transformador. La instalación de conexión en cambio está constituida solamente por instalaciones no transporte.

#### ➤ Requisitos de diseño y equipamiento

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán estar dotadas de los elementos necesarios para garantizar que su funcionamiento permita la operación normal del sistema eléctrico, y que su comportamiento sea el previsto en situaciones excepcionales.

### Equipamiento de potencia

En función, entre otros criterios, de la distancia entre el parque de transporte y el parque no transporte, la instalación de enlace entre ambos será:

- TIPO L: Línea no transporte sin transformación (conexión generación o consumidor)
- TIPO T: Transformador no transporte
  - o TIPO T1: Conexión de generación o consumidor
  - o TIPO T2: Conexión de distribución

Las figuras siguientes representan las configuraciones básicas de las instalaciones de enlace en las tres variantes principales, indicándose en ellas la frontera entre transporte y no transporte, límite entre parques, instalación de conexión según se define en la normativa vigente, instalación de enlace y la designación de los elementos que en ellas participan.

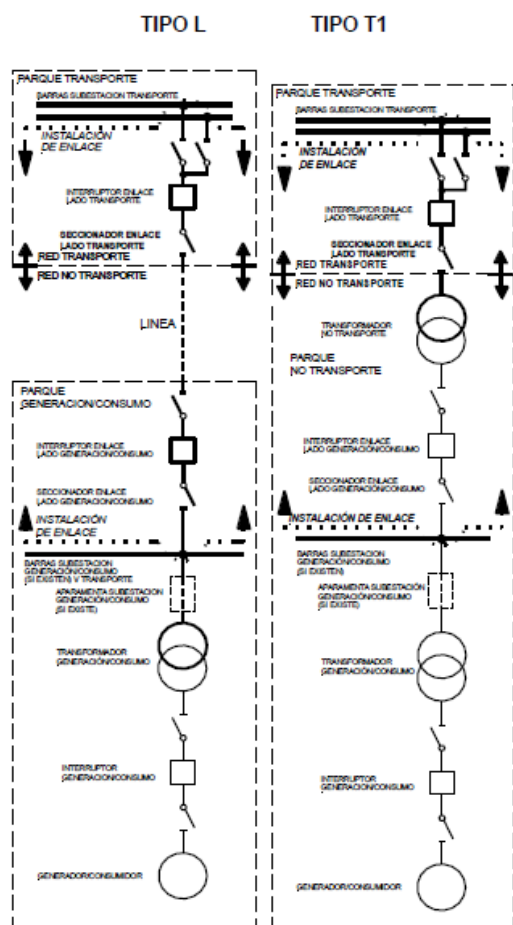


Fig.2. Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo L y T1

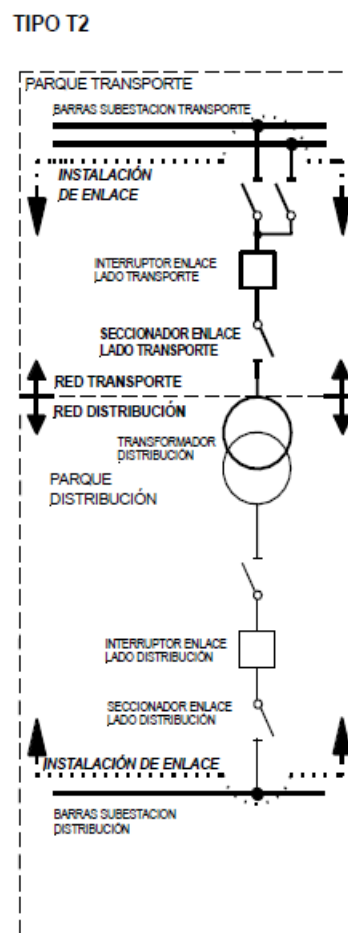


Fig.3. Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo T2

Independientemente de la solución adoptada para la definición de la instalación de enlace, deben instalarse interruptores en ambos extremos de la instalación de enlace (lado red de transporte y lado instalación no transporte).

La solución preferente para generación será que siempre exista interruptor de máquina (interruptor de generación en las figuras) y un interruptor no transporte de enlace lado generación. Únicamente se podrá prescindir de uno de los dos interruptores en las instalaciones del TIPO T1, cuando las funciones de transformador no transporte de enlace y de transformador de generación sean realizadas por la misma máquina.

- INSTALACIONES DE GENERACIÓN A LAS QUE RESULTA DE APLICACIÓN LOS REQUISITOS DEL REGLAMENTO (UE) 2016/631

En el presente apartado se establecen requisitos técnicos que han de cumplir los módulos de generación de electricidad (MGE) a los que les resulta de aplicación los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631 con el fin de garantizar la controlabilidad y la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto.

Dichos requisitos deben entenderse como las capacidades técnicas mínimas exigidas tanto durante perturbaciones como en el régimen permanente.

#### ➤ **Requisitos de frecuencia**

Los módulos de generación de electricidad cumplirán en el punto de conexión con los requisitos establecidos en los sub apartados siguientes.

##### Rangos de frecuencia

Un módulo de generación de electricidad del tipo A, B, C o D debe ser capaz de permanecer conectado a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en la Tabla 2;

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
España peninsular	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minutos
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutos

Tabla 2. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia,

#### ➤ **Requisitos de tensión**

### Requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad

Los módulos de generación de electricidad de tipo D cumplirán en el punto de conexión con los requisitos establecidos en los sub apartados siguientes.

#### ○ Rangos de tensión

En cuanto a los rangos de tensión, el módulo de generación de electricidad de tipo D deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión en el punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto a la base de tensión y durante los periodos de tiempo especificados en la Tabla 3 y Tabla 4, en función de cuál sea el valor base de tensión.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu – 1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu – 1,15 pu	60 minutos

Tabla 3. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el modulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 110kV y 300kV.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu – 1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu – 1,10 pu	60 minutos

Tabla 4. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el modulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 300kV y 400kV (ambos extremos incluidos).

### Requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad síncronos

Los módulos de generación de electricidad síncronos del tipo D cumplirán en el punto de conexión con los requisitos establecidos en los sub apartados siguientes.

#### ○ Capacidad de potencia reactiva

La capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima del módulo de generación síncrono de tipo D conectado a la red de transporte, se especifica en la Figura 9 mediante un diagrama U-Q/P<sub>max</sub> con línea continua que establece los límites dentro de los cuales el MGES debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima (P<sub>max</sub>).

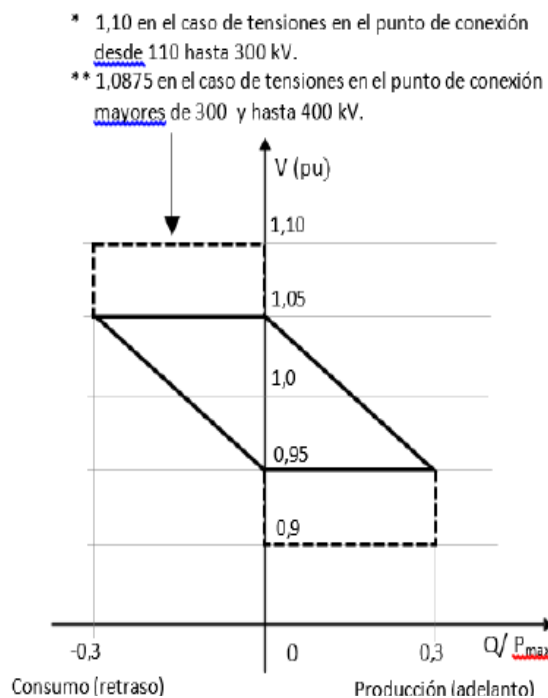


Fig.5. Diagrama U-Q/Pmáx de un módulo de generación de electricidad síncrono

Tal como muestra la Figura 5, dentro del rango de tensión  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, los MGES deberán disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva (Q) en un rango mínimo obligatorio y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en el punto de conexión.

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva establecida según la Figura 9, se requiere adicionalmente que los módulos de generación síncronos aporten potencia reactiva en todo el rango de tensión en el que se requiere que el módulo de generación de electricidad síncrono funcione durante un tiempo ilimitado. Para ello, se especifica en la Figura 9 unas extensiones del diagrama U-Q/Pmax con línea a trazos que establece la capacidad de reactiva adicional en dichos rangos dentro de los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima (Pmax). Esta capacidad adicional se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

#### Requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico

- Control de inyección rápida de corriente

Los módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a la red de transporte deberán ser

capaces de gestionar la inyección rápida de corriente mediante un control continuo durante el régimen perturbado.

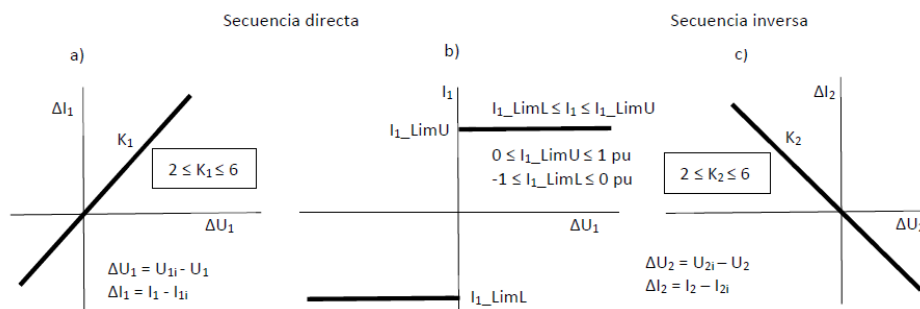
Los módulos de parque eléctrico deberán ser capaces de activar la inyección/absorción rápida de corriente gestionándola mediante un control continuo durante el régimen perturbado. Este sistema:

- Se activará cuando se produzca una perturbación de tensión que cumpla cualquiera de las dos condiciones siguientes:
  - La tensión eficaz en el punto de conexión  $U$  (pu) salga del rango  $V_{\min} \leq U \leq V_{\max}$  pu en alguna de las fases.
  - El cambio abrupto de tensión en el punto de conexión sea superior a 0,1 pu. Este valor deberá ser parametrizable entre 0,05 y 0,15 pu a petición del operador del sistema.
- Permanecerá activo hasta que se cumplan las dos condiciones siguientes simultáneamente:
  - La tensión eficaz en el punto de conexión  $U$  vuelva dentro del rango  $V_{\min} \leq U \leq V_{\max}$  pu en todas las fases.
  - Hayan transcurrido 5 segundos desde el inicio de la perturbación. Este tiempo podrá ajustarse a valores inferiores, a petición del operador del sistema.
- Reiniciará la cuenta anterior de 5 segundos si, mientras está activo, se vuelven a cumplir alguna de las dos condiciones de activación siempre y cuando la capacidad térmica de la máquina lo permita.

Tras la desactivación de la inyección/absorción rápida de corriente, el módulo de parque eléctrico retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación. Posteriormente, en caso de que volvieran a darse cualquiera de las dos condiciones de activación del control, éste deberá volver a activarse.

No obstante, alternativamente a lo anterior, también se podrá implementar este control de manera que esté activo de forma continua y permanente en paralelo al control de potencia reactiva en estado estacionario no dependiendo de los criterios de arranque y parada anteriores.





Todas las magnitudes representadas se consideran en valores por unidad. Las corrientes referidas a la corriente nominal del módulo de parque eléctrico y las tensiones en base a su tensión nominal.

K<sub>1</sub> : Ganancia del control de corriente de secuencia directa. K<sub>2</sub> : Ganancia del control de corriente de secuencia inversa.

ΔU<sub>1</sub> : Error de tensión de secuencia directa.

ΔU<sub>2</sub> : Error de tensión de secuencia inversa.

U<sub>1i</sub> : Tensión de secuencia directa previa a la perturbación.

U<sub>2i</sub> : Tensión de secuencia inversa previa a la perturbación.

U<sub>1</sub> : Tensión de secuencia directa.

U<sub>2</sub> : Tensión de secuencia inversa.

ΔI<sub>1</sub> : Incremento de corriente reactiva (directa).

ΔI<sub>2</sub> : Incremento de corriente de secuencia inversa.

I<sub>1i</sub> : Corriente reactiva (directa) previa a la perturbación.

I<sub>2i</sub> : Corriente de secuencia inversa previa a la perturbación.

I<sub>1</sub> : Corriente reactiva (directa).

I<sub>2</sub> : Corriente de secuencia inversa.

Nota:

La inyección de ΔI<sub>1</sub> e ΔI<sub>2</sub> no es obligatoria si la potencia producida previa a la perturbación es menor que un 5% de la capacidad máxima.

Si la tensión eficaz en el punto de conexión U o en bornes de unidad de generación es menor a 0,2 pu se permite el bloqueo de la electrónica de potencia.

Fig.6. a) Inyección/absorción de corriente reactiva adicional requerida "ΔI<sub>1</sub>" en función del incremento de la tensión de secuencia directa ΔU<sub>1</sub>, b) Limitación de la inyección/absorción de corriente reactiva "I<sub>1</sub>" total y c) Inyección/absorción de corriente de secuencia inversa adicional requerida en función del incremento de la tensión de secuencia inversa ΔU<sub>2</sub>.

A continuación, se define su comportamiento para ambas secuencias:

- Para la corriente de secuencia directa, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber en función del error de tensión de secuencia directa ΔU<sub>1</sub>, mediante un control proporcional continuo, una corriente reactiva, ΔI<sub>1</sub> (pu), de acuerdo a la Figura 10 a) de forma incremental a la corriente reactiva previa a la perturbación, I<sub>1i</sub> (pu).
- Para la corriente de secuencia inversa, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber en función del error de tensión de secuencia inversa ΔU<sub>2</sub>, mediante un control proporcional continuo, una corriente de secuencia inversa, ΔI<sub>2</sub> (pu), de acuerdo a la Figura 10 c) de forma incremental a la corriente de secuencia inversa previa a la perturbación, I<sub>2i</sub> (pu).

El valor de las ganancias del control de la inyección de corriente rápida K<sub>1</sub> y K<sub>2</sub> debe poder ser ajustable entre 2 y 6 pu. El valor por defecto de K<sub>1</sub> y K<sub>2</sub> será de 3,5 salvo indicación expresa del operador del sistema.

No se permite la existencia de bandas muertas en el control. En caso de existir, deberán ser parametrizadas con un valor de 0 pu.

#### ➤ Requisitos de robustez

#### Requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad

Los módulos de generación de electricidad cumplirán en el punto de conexión con los requisitos expuestos en sub apartados siguientes.

- Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas

A este respecto, el perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B, C o D conectados por debajo del nivel de tensión de 110 kV será el indicado en la Figura 7:

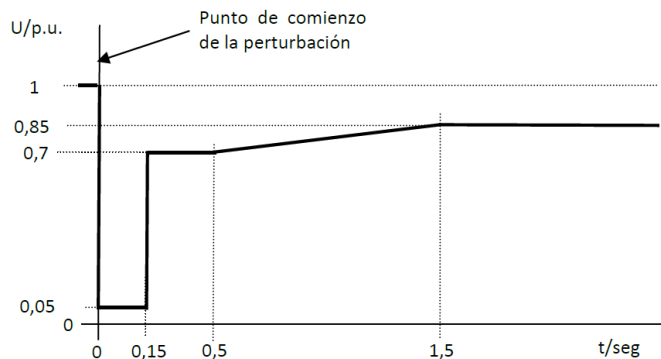


Fig. 7 Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo B, C o D por debajo del nivel de tensión de 110kV. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

El perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D conectados por debajo del nivel de tensión de 110 kV será el indicado en la Figura 8:

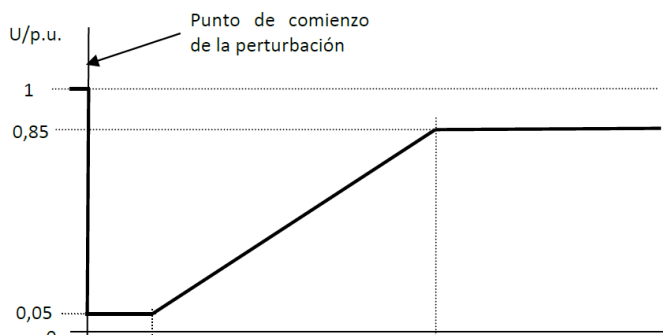


Fig. 8 Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo B, C o D por debajo del nivel de tensión de 110kV. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

El perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D conectados a 110 kV o por encima de este nivel es el indicado en la Figura 9:

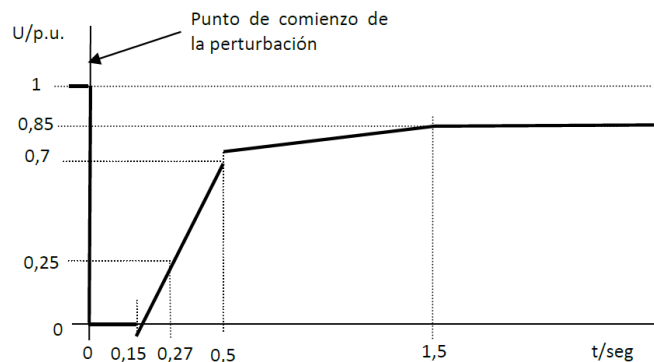


Fig. 9 Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo D conectado a 110kV o por encima de este nivel. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

El perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a 110 kV o por encima de este nivel es el indicado en la Figura 17:

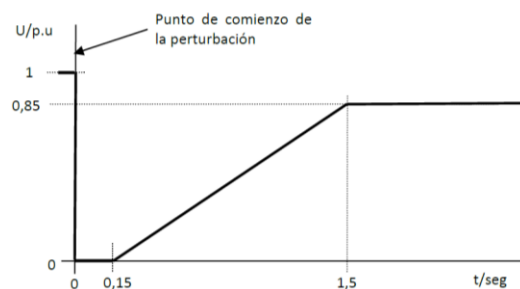


Fig. 10 Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a 110kV o por encima de este nivel. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

En relación con las condiciones a considerar previas y posteriores a la falta en relación con la capacidad de soportar huecos de tensión, serán las siguientes:

- la potencia de cortocircuito previa y posterior a la falta:
  - o 5 veces la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en el caso de que éste sea de tipo B o C.
  - o 5 veces la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en el caso de módulos de parque eléctrico de tipo D.

o El 80% de la potencia de cortocircuito mínima prevista en el punto de conexión a la red en el caso de módulos de generación eléctrica síncronos de tipo D.

### Requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad síncronos

Los módulos de generación de electricidad síncronos cumplirán en el punto de conexión con los requisitos expuestos en los sub apartados siguientes.

- Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta

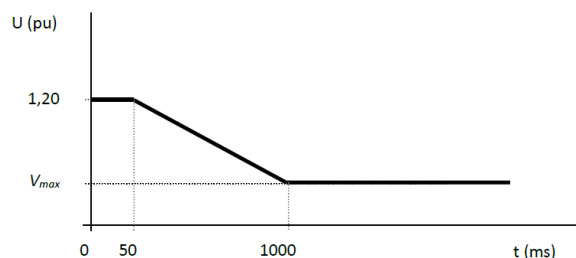
A este respecto, los módulos de generación de electricidad síncronos de los tipos B, C o D deberán recuperar la potencia activa previa a la perturbación tan pronto como sea posible al objeto de mantener la estabilidad del sistema.

Como límite máximo, en las correspondientes condiciones de red, previa y posterior a la falta, establecidas para la capacidad de soportar huecos de tensión, la recuperación de la potencia activa deberá cumplir las siguientes condiciones:

- si la tensión residual en el punto de conexión no baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.
- si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85pu y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

- Capacidad para soportar sobretensiones transitorias

El módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte será capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión), en una o en todas las fases, de acuerdo a la Figura 18.



PO12.2 INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y DE DEMANDA: REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO,  
EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y SEGURIDAD

Página 47 de 57

Fig. 11 Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que el módulo de generación de electricidad síncrono debe ser capaz de soportar sin desconectar donde la tensión  $V_{max}$  se corresponde con la mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar.

## 5. Modelación de la red eléctrica IEEE 39-Bus System

### 5.1. Características generales de la red

La red eléctrica con la cual se han realizado las simulaciones es la denominada IEEE 39-Bus System, también conocida como 10-machine New-England Power System. La elección de esta red se debe a que es una red pública, por lo tanto se puede acceder a los datos e información sobre ella.

Este sistema está formado por cargas, batería de condensadores, líneas de transmisión y generadores. Concretamente esta red está formada por 39 buses, 10 generadores y 46 líneas. El generador 1 (en el bus 39) representa la agregación de un gran número de generadores. Todos los parámetros aquí mostrados son extraídos del libro titulado “Energy Function Analysis for Power System Stability”[1].

La representación gráfica de la red es la siguiente:

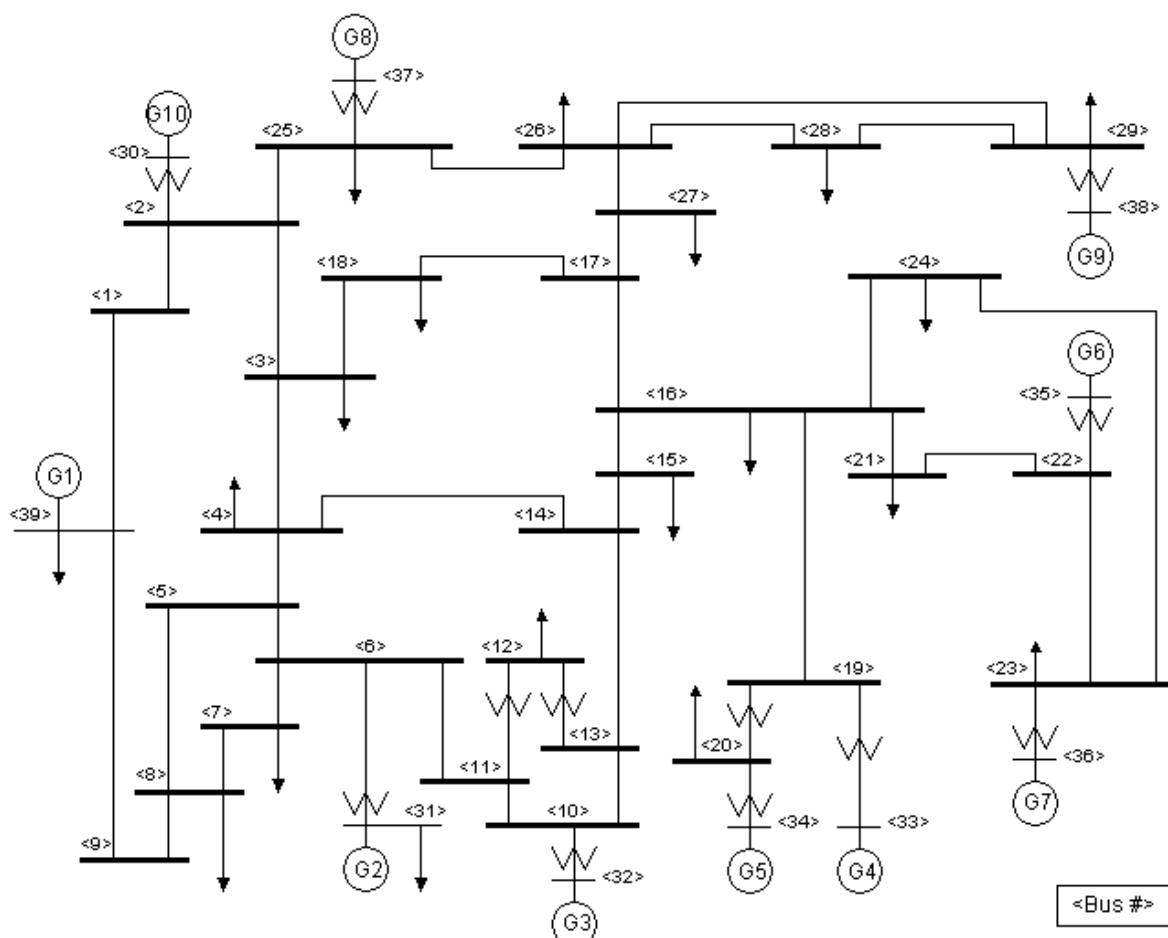


Fig. 11 Red IEEE 39-Bus System

## Líneas/Transformadores

Los datos de la red para este Sistema se muestran en la tabla XX. Todos los valores están dados en MVA.

Line Data					Transformer Tap	
From Bus	To Bus	R	X	B	Magnitude	Angle
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0.000	0.00
1	39	0.0010	0.0250	0.7500	0.000	0.00
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0.000	0.00
2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0.000	0.00
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0.000	0.00
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0.000	0.00
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0.000	0.00
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0.000	0.00
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0.000	0.00
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0.000	0.00
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0.000	0.00
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0.000	0.00
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0.000	0.00
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0.000	0.00
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0.000	0.00
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0.000	0.00
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0.000	0.00
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0.000	0.00
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0.000	0.00
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0.000	0.00
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0.000	0.00
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0.000	0.00
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0.000	0.00
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0.000	0.00
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0.000	0.00
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0.000	0.00
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0.000	0.00
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	0.000	0.00
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0.000	0.00
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0.000	0.00
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0.000	0.00
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0.000	0.00
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.070	0.00
10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.070	0.00
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.070	0.00
20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009	0.00
22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025	0.00
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.000	0.00
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025	0.00
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025	0.00
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025	0.00
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060	0.00

Potencia y tensión

Todos los valores están dados en el mismo sistema base de MVA.

Bus	Type	Voltage [PU]	Load		Generator		
			MW	MVar	MW	MVar	Unit No.
1	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	PQ	-	322.0	2.4	0.0	0.0	
4	PQ	-	500.0	184.0	0.0	0.0	
5	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	PQ	-	233.8	84.0	0.0	0.0	
8	PQ	-	522.0	176.0	0.0	0.0	
9	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
10	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
12	PQ	-	7.5	88.0	0.0	0.0	
13	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
14	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
15	PQ	-	320.0	153.0	0.0	0.0	
16	PQ	-	329.0	32.3	0.0	0.0	
17	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
18	PQ	-	158.0	30.0	0.0	0.0	
19	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
20	PQ	-	628.0	103.0	0.0	0.0	
21	PQ	-	274.0	115.0	0.0	0.0	
22	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
23	PQ	-	247.5	84.6	0.0	0.0	
24	PQ	-	308.6	-92.0	0.0	0.0	
25	PQ	-	224.0	47.2	0.0	0.0	
26	PQ	-	139.0	17.0	0.0	0.0	
27	PQ	-	281.0	75.5	0.0	0.0	
28	PQ	-	206.0	27.6	0.0	0.0	
29	PQ	-	283.5	26.9	0.0	0.0	
30	PV	1.0475	0.0	0.0	250.0	-	Gen10
31	PV	0.9820	9.2	4.6	-	-	Gen2
32	PV	0.9831	0.0	0.0	650.0	-	Gen3
33	PV	0.9972	0.0	0.0	632.0	-	Gen4
34	PV	1.0123	0.0	0.0	508.0	-	Gen5
35	PV	1.0493	0.0	0.0	650.0	-	Gen6
36	PV	1.0635	0.0	0.0	560.0	-	Gen7
37	PV	1.0278	0.0	0.0	540.0	-	Gen8
38	PV	1.0265	0.0	0.0	830.0	-	Gen9
39	PV	1.0300	1104.0	250.0	1000.0	-	Gen1

## 6. Características de los generadores de energía renovables

Existen 4 tipos de generadores de energía renovable:

- i. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW serán considerados Tipo A.
- ii. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW serán considerados Tipo B.
- iii. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW serán considerados Tipo C.
- iv. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya potencia instalada sea superior a 50 MW serán considerados Tipo D.

El generador renovable que se ha usado en las simulaciones es del Tipo D y es un generador eólico. A continuación, se muestra su descripción con todos sus parámetros.

```
TIPO D RdT y RdD >= 110 kV EOLICO FUTURO FC CUMPLE P.O.12.2 peninsular Mbase = 1.044*Pmax
Qmax = 0.3*Pmax Qmin = -0.3*Pmax rSorce = 0 xSorce = X" = 99999.0
<ibus> 'USRMDL' <idm> 'PPMREE1' 1 1 4 61 11 48
0 0 0 0 0.9578 0.0 1.0526 1.0526
0.5 0.85 0.05 1.15 1.5 0.9 0.9 0.9 -0.9 -0.9 100.0 100.0 100.0
0.2 0.05 -0.2 0.05 0.01 0.05 0.1 0.67 0.01 -1.0 0.04 -0.1 0 0
0.01 -0.01 0.0 0.150 0.10 8.0 0
0.0 0.02 0.44 3.5 0.04 -0.1 0.1 5.0
0.02 0.05 50.0 0.0 0.1 0.0 1.0 0.005 0.1 0
99999.0 0.02 99999.0 0.02 50.0 /

<ibus> 'USRMDL' <idm> 'GPREE3' 405 2 6 22 0 25 <jbus> <ibus> '<ick>' 0 1 0 0.150 0.0 1.5 0.85 2.0 0.85 3.0
0.85 1.20 1.15 1.0 50.0 0.95 0.0 0.0 1.03 0.0 0.0 0.04 0.5 0.1 0.005 /
```

Se puede observar que el modelo de generador es el PPMREE y el de sus protecciones el GPREE.

El modelo PPMREE es muy flexible pues facilita la simulación de varios tipos de controles (control del voltaje, potencia-frecuencia, etc.) y respuestas ajustando sus parámetros. Además, el modelo PPMREE puede ser usado para simular baterías conectadas a la red



con convertidores electrónicos sacando ventaja de todos los controles provistos por el modelo. Por lo tanto, a pesar de las simplificaciones consideradas, PPMREE es una herramienta muy poderosa que permite la identificación de requerimientos técnicos, los controles y los parámetros que hacen posible la integración de tales fuentes energéticas, en una red eléctrica particular, bajo condiciones de seguridad.

Respecto al modelo de generación de protecciones (GPREE), este es útil en simulaciones de estabilidad transitoria. GPREE ofrece un relé polivalente que cubre las protecciones destinadas para plantas eólicas o plantas fotovoltaicas. Además, es posible usarla para cualquier otro generador independientemente de su tecnología.

## 7. Elección del programa PSS/E. Simulación dinámica y estática

Para realizar las simulaciones se ha utilizado el programa PSS®E.

PSS®E es un simulador de sistemas de potencia y una herramienta de análisis para operaciones y planificación de la transmisión de potencia. Se basa en la creación de una red eléctrica a partir de buses. Cada bus tiene asignada una tensión nominal y a estos se les conectan dispositivos así como generadores o cargas.

PSS®E permite realizar una amplia variedad de análisis de funciones, incluyendo flujo de potencia, dinámica, cortocircuito, análisis de contingencias, flujo de potencia óptimo, simulación de estabilidad de transitorios, entre otros.

Son varios los motivos por los que se ha escogido este programa.

En primer lugar, porque es posible realizar simulaciones tanto en estático como en dinámico que es precisamente lo que necesitaba para hacer mi proyecto. PSS/E permite que una vez resuelto el caso en modo estático se realicen las simulaciones dinámicas, las cuales permiten observar las respuestas de la red ante ciertas perturbaciones.

Además, porque *Red Eléctrica de España (REE)* usa este programa y me ha facilitado el uso de este.

## 8. Resultado de las simulaciones

Primero se han realizado una serie de simulaciones con generadores convencionales para verificar que el sistema responde correctamente. En estas simulaciones se han ido provocando faltas en distintos buses para ver cómo responden. Para cada bus se ha ido incrementando el tiempo de duración de la falta de 0.1 segundos hasta el tiempo en que el sistema se vuelve inestable.

En la siguiente tabla se muestran los resultados:

Bus	Duración de la falta que hace el sistema inestable
2	0.3s
5	0.3s
9	0.7s
16	0.2s
20	0.2s
30	0.7s
34	0.2s
36	0.3s
38	0.2s

En el gráfico siguiente se puede observar el pico de tensión que aparece al provocar la falta en el nudo 2. Después de la falta el sistema se recupera adecuadamente por lo que el sistema es estable.

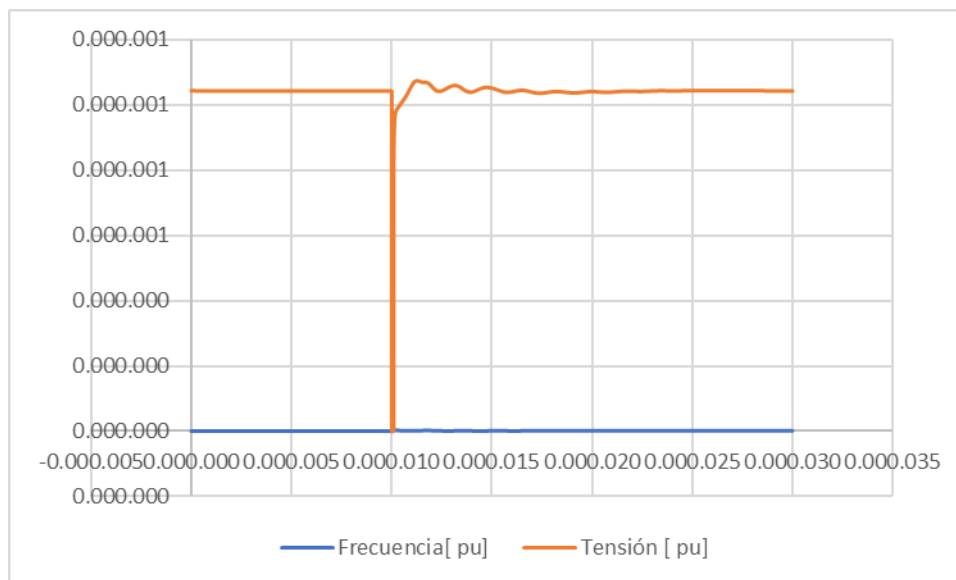


Fig. 12. Falta de 0,1s en el bus 2

En el siguiente gráfico se observa como el sistema se vuelve inestable después de provocar una falta de 0.3s:

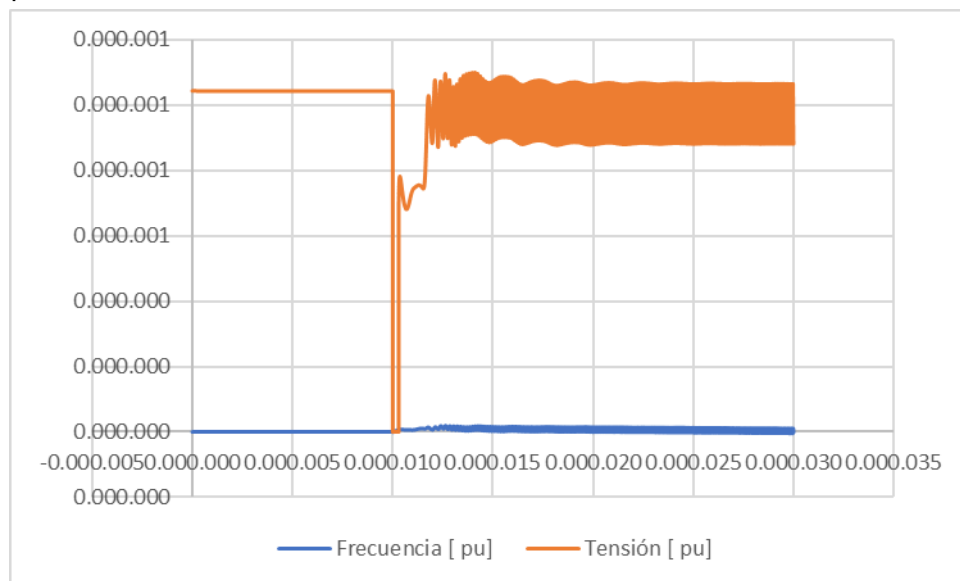


Fig. 13. Falta de 0,3s en el bus 2

A continuación, se presentarán los gráficos de las simulaciones realizadas por cada bus.

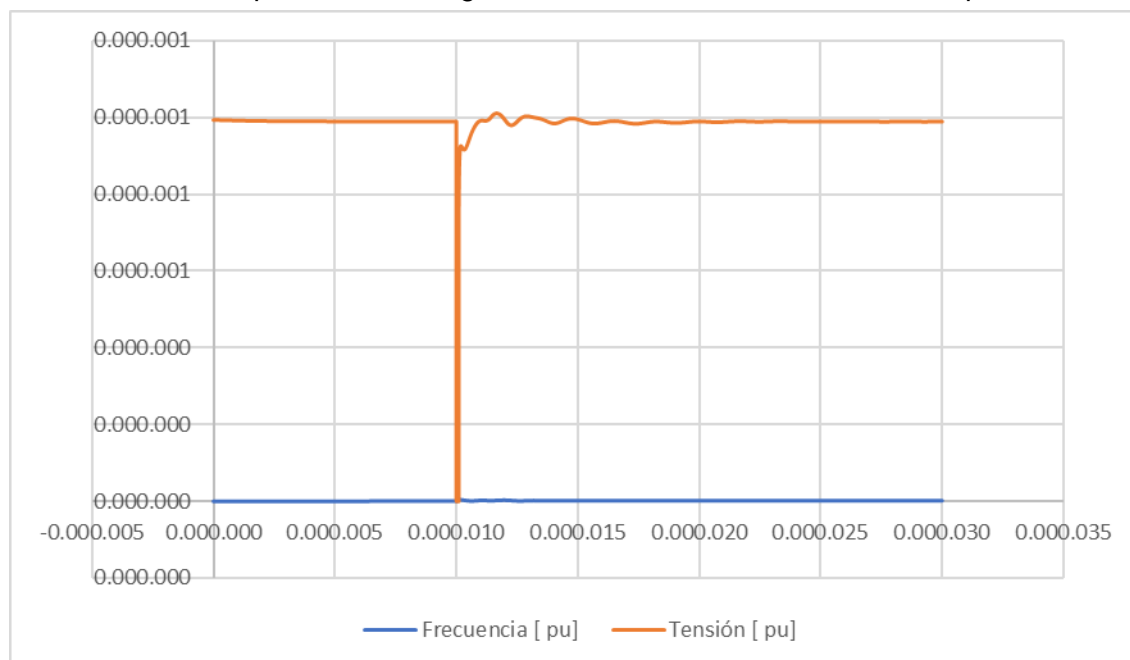


Fig. 14. Falta de 0,1s en el bus 5

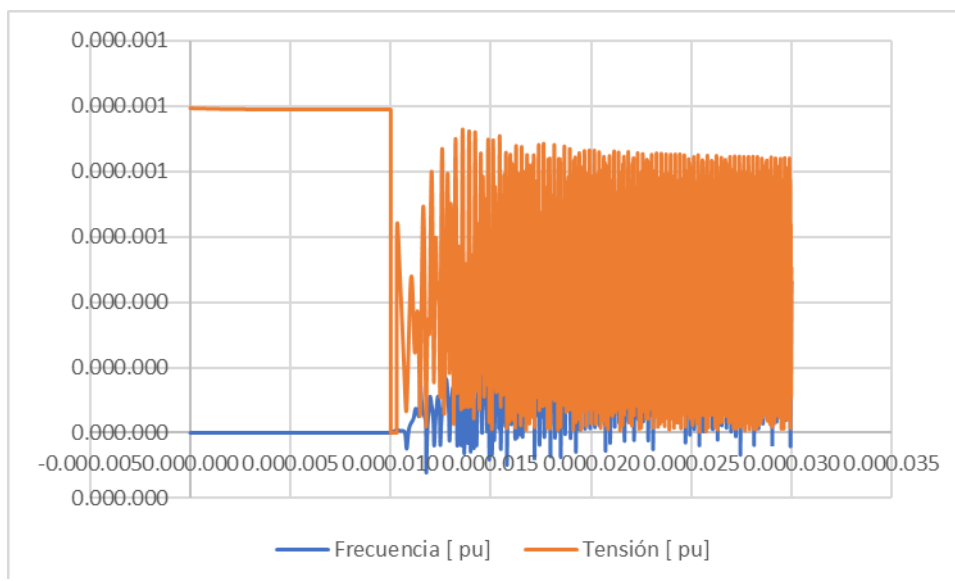


Fig. 15. Falta de 0,3s en el bus 5

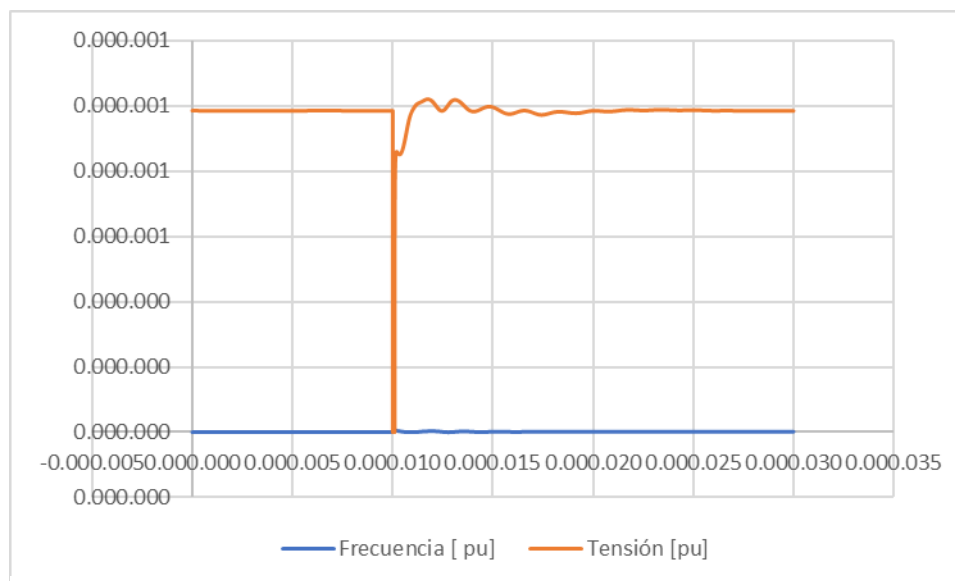


Fig. 16. Falta de 0,1s en el bus 20

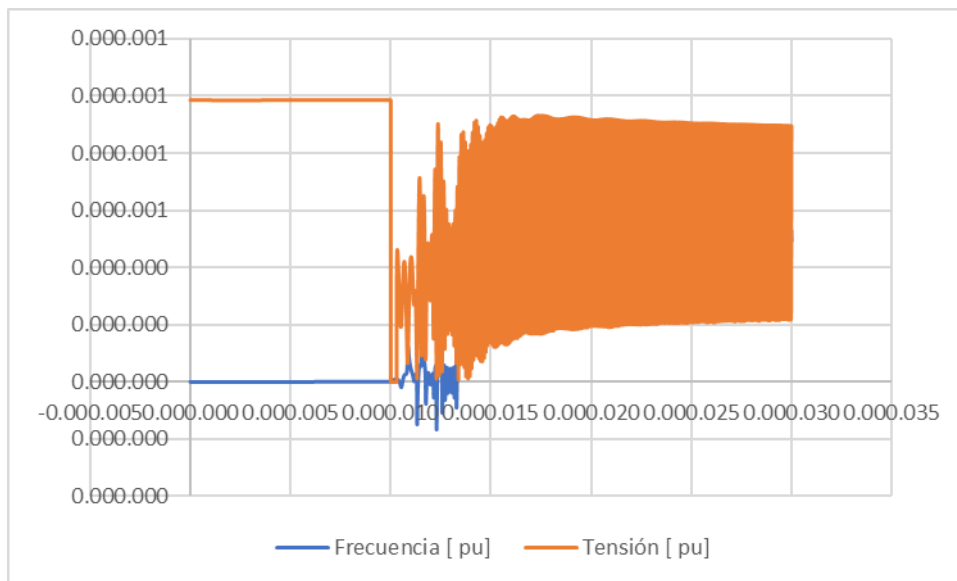


Fig. 17. Falta de 0,3s en el bus 20

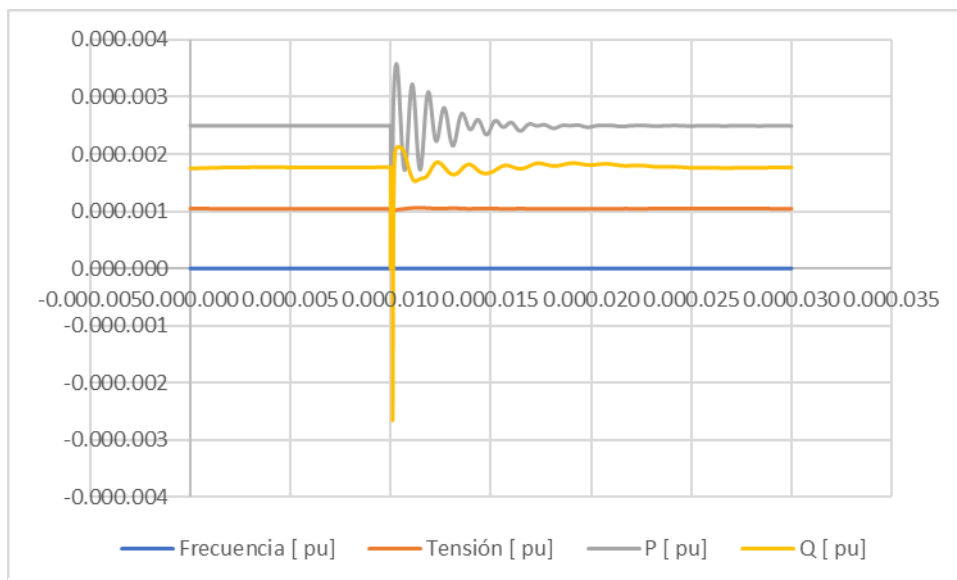
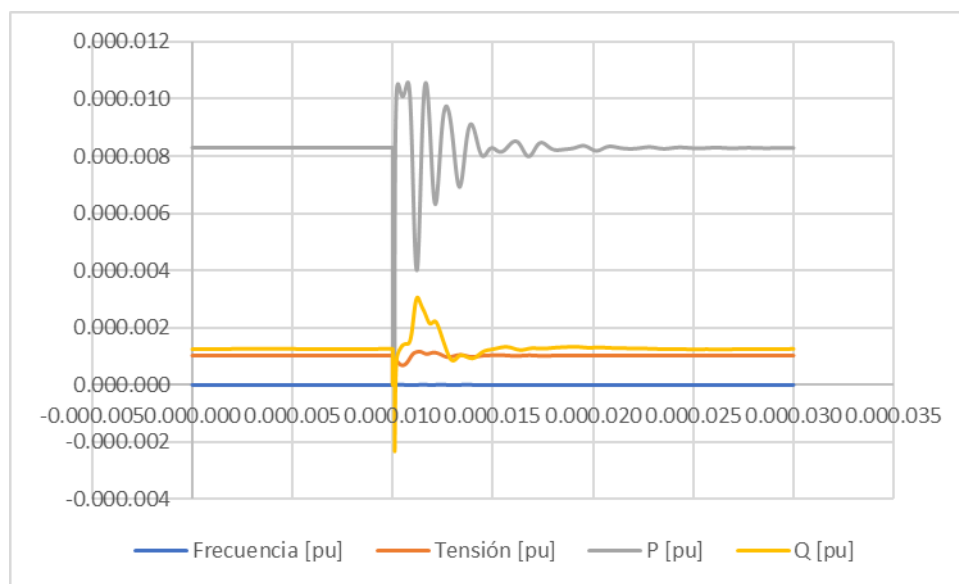
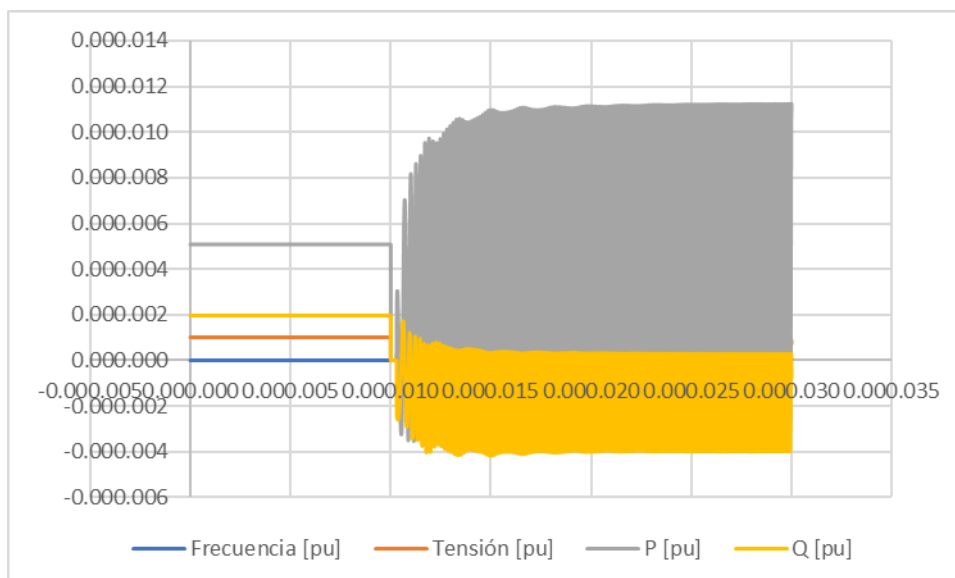


Fig. 18. Falta de 0,1s en el bus 34



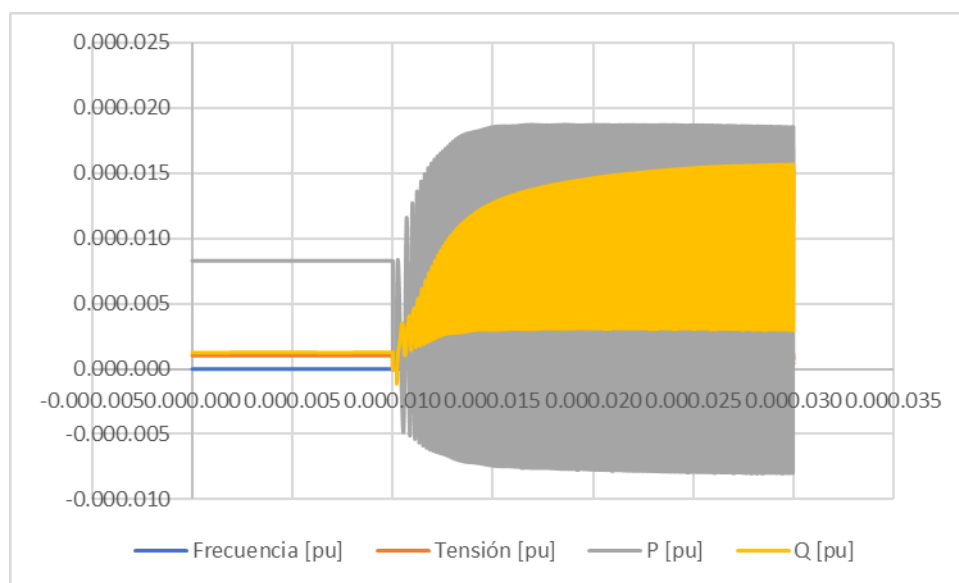


Fig. 21. Falta de 0,2s en el bus 38

Una vez comprobado que la red funciona correctamente con generadores convencionales, se procede a la substitución de algunos de estos generadores por otros de renovables. Para empezar, se ha realizado una primera simulación con un 10% de renovables (1 generador renovable y el resto convencionales) para ver cómo responde el sistema con este tipo de generadores. A continuación, se ha introducido un porcentaje del 20% de renovables. La siguiente tabla muestra los buses en los que se ha ido introduciendo progresivamente los generadores renovables:

%renovable	número de generadores renovables	buses de generadores renovables
20%	2	38 y 34
30%	3	38, 36 y 34
50%	5	38, 36,34, 30 y 39
60%	6	38, 36,34, 30,39 y 35
70%	7	38, 36,34, 30,39, 35 y 32
80%	8	38, 36,34, 30,39, 35,37 y 32



El gráfico siguiente muestra la evolución de la tensión, de la frecuencia, de la potencia activa (P) y de la potencia reactiva (Q) al provocar una falta en el bus 34. Con esta primera simulación lo que se pretende es comprobar que el sistema response correctamente ante este tipo de generador renovable.

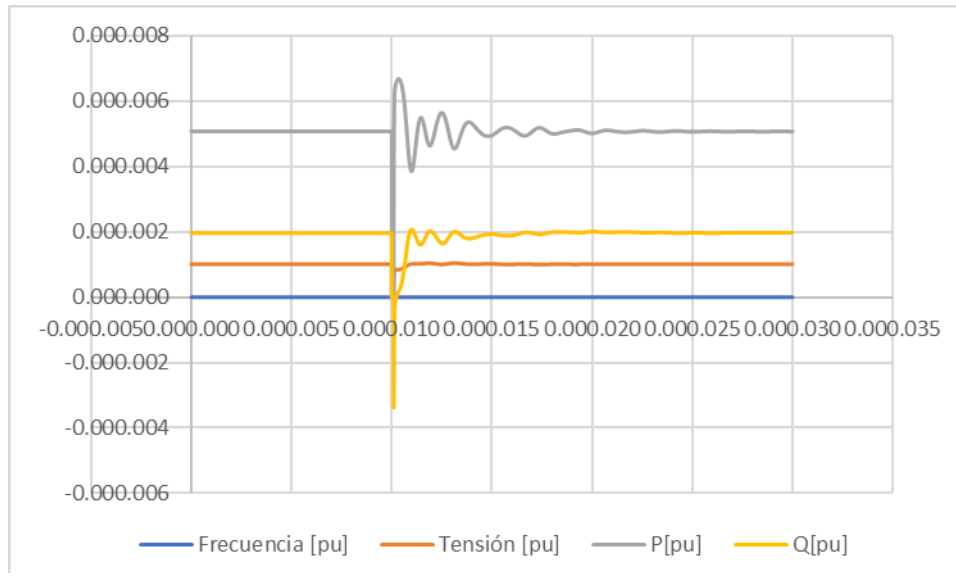


Fig. 22. Falta de 0,1s en el bus 34

Efectivamente se observa que después de la falta el sistema se recupera adecuadamente por lo que el sistema es estable.

A continuación, se muestran los gráficos con los distintos escenarios aumentando progresivamente el porcentaje de generadores renovables frente a los convencionales.

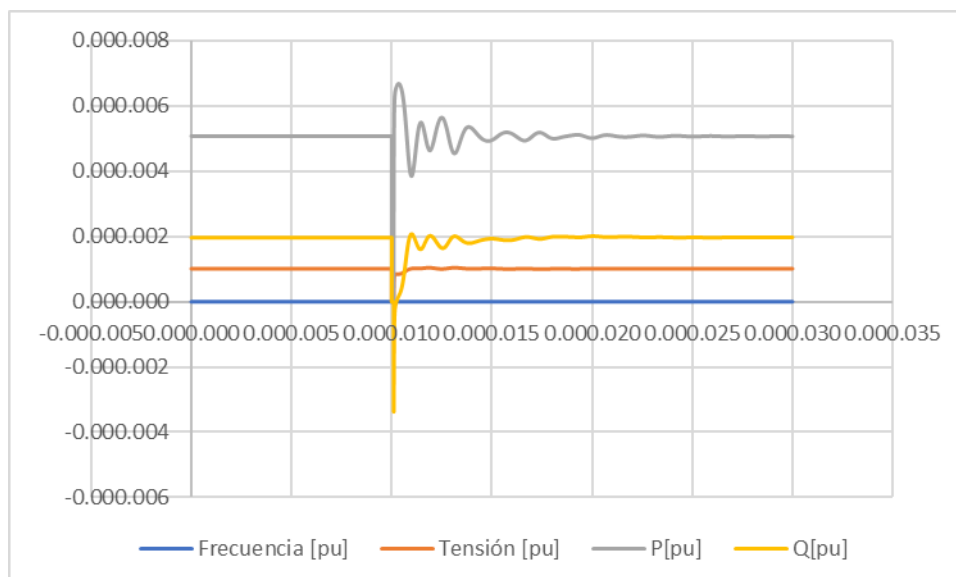


Fig. 23. Falta de 0,1s en el bus 34 con 20% de generadores renovables

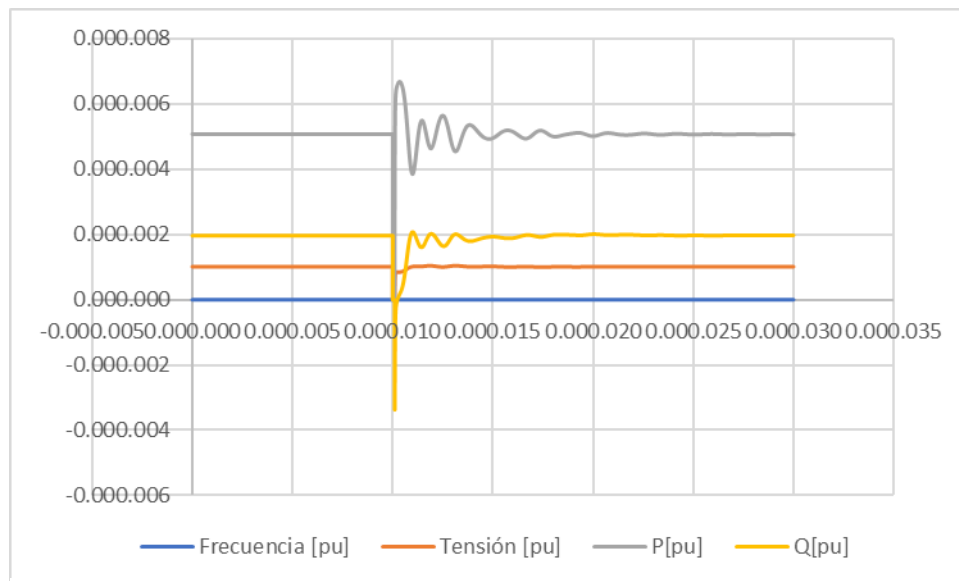


Fig. 24. Falta de 0,1s en el bus 34 con 30% de generadores renovables

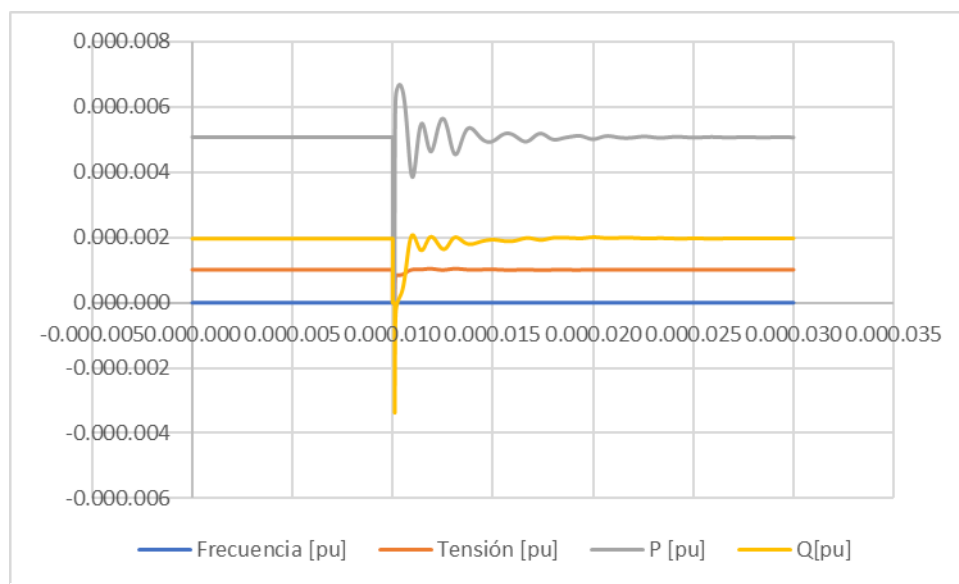


Fig. 25. Falta de 0,1s en el bus 34 con 60% de generadores renovables

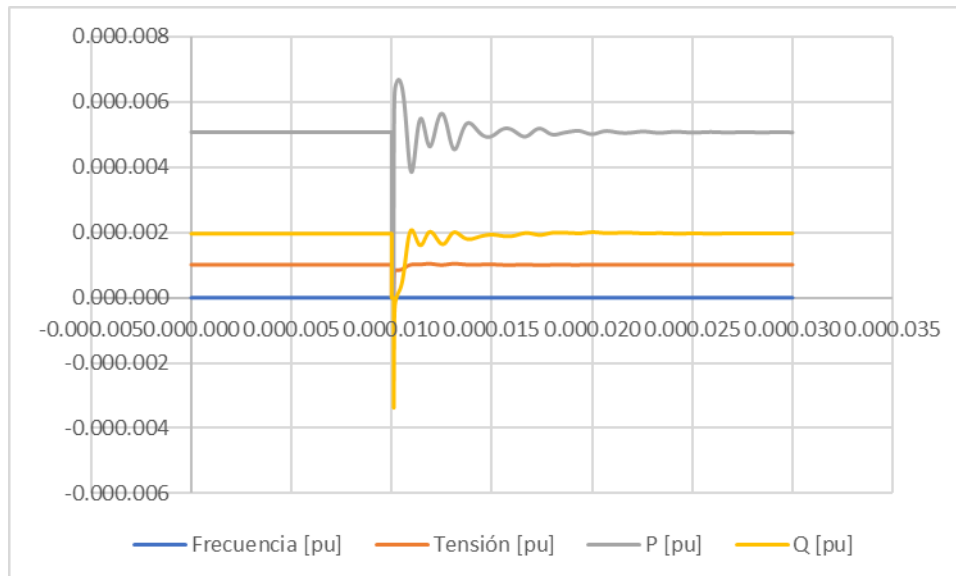


Fig. 26. Falta de 0,1s en el bus 34 con 70% de generadores renovables

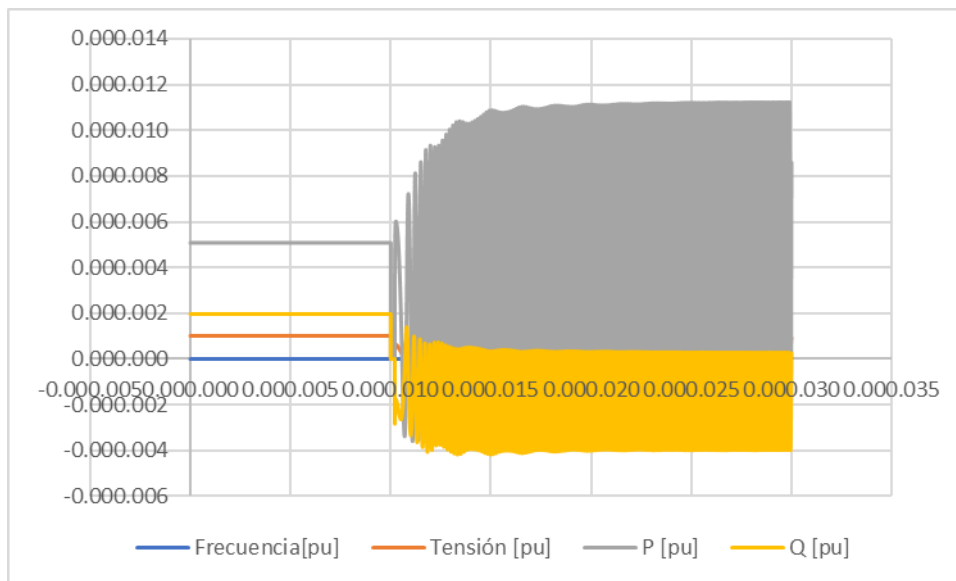


Fig. 27. Falta de 0,1s en el bus 34 con 80% de generadores renovables

En la figura 27 se puede observar como el sistema ya no soporta el 80% de generadores renovables ya que el sistema se vuelve inestable. Por lo tanto, podemos concluir que el sistema es capaz de soportar hasta un 70% de generadores renovables.

## Presupuesto

El presupuesto que se muestra a continuación pretende valorar económicamente el trabajo realizado.

Descripción	Precio unitario [€]	Cantidad	Precio total [€]
Ordenador	600	1	600
PSS/E	10000	1	10000
<b>Total</b>			10600

Tabla 5. Presupuesto del material

Descripción	Precio por hora[€/h]	Horas	Precio total [€]
Simulaciones	20	80	1600
Recopilación de información y redacción	20	150	3000
<b>Total</b>			4600

Tabla 6. Presupuesto de la mano de obra

Descripción	Precio [€]
Presupuesto del material	10.600€
Presupuesto de la mano de obra	4.600€
<b>Presupuesto total sin IVA</b>	<b>15.200€</b>
<b>Presupuesto total con IVA (21%)</b>	<b>18.392€</b>

---

Tabla 7. Presupuesto total

Período de validez: 1 mes

Fecha: 23/06/2019

Firmado: Lidia Garrido Reus

## Impacto ambiental

Para el cálculo del impacto ambiental se ha tenido en cuenta el ordenador y el consumo eléctrico para la iluminación de la sala de trabajo. Considerando un factor de emisión de 223 g de CO<sub>2</sub>/kWh eléctrico consumido y un tiempo de uso de 230h, se pueden calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> tal y como se muestra en la tabla siguiente.

Aparato	Potencia [kW]	Consumo eléctrico [kWh]	Emisión de CO <sub>2</sub> [kg]
Ordenador	0,32 kW	73,6 kWh	16,4128 kg
Lámpara fluorescente	0,015 kW	3,45 kWh	0,7694 kg
<b>Total</b>	<b>0,335 kW</b>	<b>77,05 kWh</b>	<b>17,1822 kg</b>

Tabla 7. Cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> para los consumos eléctricos

Además debe tenerse en cuenta el impacto ambiental de la fabricación de los generadores renovables y de su instalación.

Sin embargo el impacto ambiental más significativo es la utilización del 70% de generadores renovables en sustitución de los convencionales. Esto supone una grande reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> puesto que se trata energía eólica la cual son recursos limpios que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones dañinas para el medio ambiente.

## Conclusiones

En este Trabajo se ha podido determinar la máxima penetración de generadores renovables posible en la red *IEEE 39-Bus System*. En primer lugar se ha comprobado que la red puede soportar correctamente este tipo de generadores. Esto se ha realizado introduciendo solo un 10% de generación renovable frente a los generadores convencionales y observando que el sistema se mantiene estable. Para determinar el punto máximo permisible se ha ido incrementando progresivamente esta cantidad. De este modo se ha determinado que la red puede soportar un máximo de 70% de generación de tipo renovable, ya que si se introduce más se observa que el sistema se vuelve inestable.

## Agradecimientos

Agradecer a Red Eléctrica de España (REE) por dejarme usar los modelos de generación con los cuales he podido realizar las simulaciones. Estos modelos son el PPMREE y el GPREE.



## Bibliografía

Asociación de empresas de Energías Renovables (APPA): <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-espana/>

Asociación de empresas de Energías Renovables (APPA). “Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España: [https://www.appa.es/wp-content/uploads/2018/10/Estudio\\_del\\_impacto\\_Macroeconomico\\_de\\_las\\_energias\\_renovables\\_en\\_Espana\\_2017.pdf](https://www.appa.es/wp-content/uploads/2018/10/Estudio_del_impacto_Macroeconomico_de_las_energias_renovables_en_Espana_2017.pdf)

Diario Renovables: [https://www.diariorenovables.com/2019/01/generacion-electrica-en-espana-2018\\_17.html](https://www.diariorenovables.com/2019/01/generacion-electrica-en-espana-2018_17.html)

Europa: [https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_es](https://europa.eu/european-union/topics/energy_es)

El periódico de la energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/cuando-dominaran-las-energias-renovables-los-mercados-electricos-de-la-ue/>

IEEE 39 Bus System :  
[https://hvdc.ca/uploads/knowledge\\_base/ieee\\_39\\_bus\\_technical\\_note.pdf?t=1537201478](https://hvdc.ca/uploads/knowledge_base/ieee_39_bus_technical_note.pdf?t=1537201478)

International Energy Agency: <https://www.iea.org/renewables2018/>

Red Eléctrica de España: <https://www.ree.es/es/red21/integracion-de-renovables>

Red Eléctrica de España: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total/2019-05-17>

Red Eléctrica de España: <https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>

World Economic Forum: <https://www.weforum.org/agenda/2019/02/these-11-eu-states-already-meet-their-2020-renewable-energy-targets/>

## Referencias bibliográficas

- [1] K. R. PADIYAR, Energy function analysis for power System stability, Electric Machines & Power Systems, 1990, p. 209-210